

INFORME DE SUPERVISIÓN DEL MERCADO PENINSULAR MAYORISTA AL CONTADO DE ELECTRICIDAD

MARZO Y ABRIL

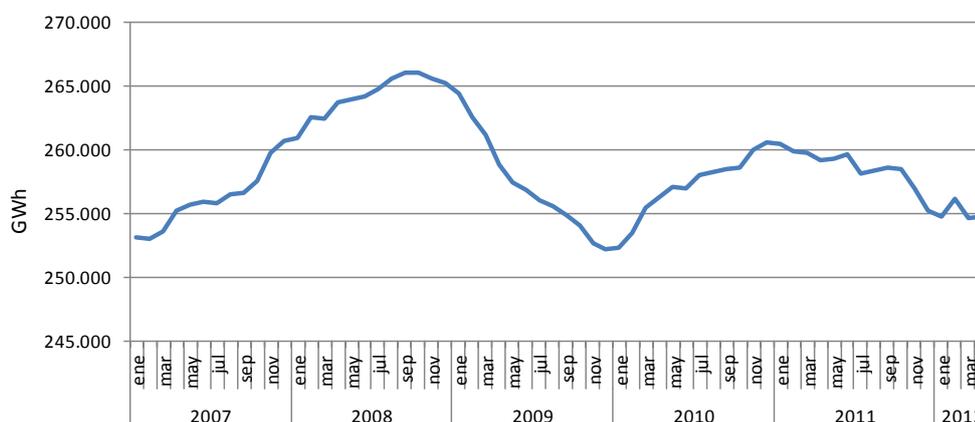
2012

1. Demanda

La **demanda peninsular interanual de energía eléctrica** hasta abril de 2012 registró un descenso del 1,7% (-1,8 corregida teniendo en cuenta los efectos del calendario y las temperaturas). La demanda bruta mensual correspondiente al mes de marzo descendió un 6,4% con respecto al mismo mes del año anterior (-2,4% tenidos en cuenta los efectos del calendario y las temperaturas). En el mes de abril se registró un ascenso del 0,7%, aunque el dato corregido reflejó un descenso del 1%.

Este **descenso de la demanda bruta** del mes de marzo se explica en parte porque dicho mes fue más cálido de lo habitual, con una temperatura media de 11,6 °C, que supera en 1,0 °C a la normal del mes.

Gráfico 1 - Evolución interanual de la demanda península en barras de central.



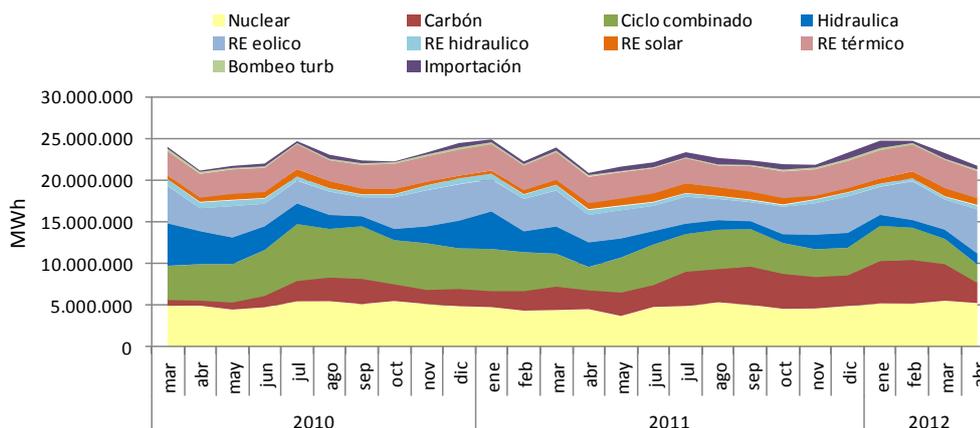
2. Oferta

Desde el punto de vista hidrológico, como venía sucediendo desde el pasado mes de diciembre, marzo fue más seco de lo normal en la mayor parte de España, con una precipitación media a nivel nacional del orden de 24 mm., valor que supone en torno a la mitad del valor normal para este mes. **Se trató del mes de marzo más seco desde el año 1997.** Esto se tradujo en un **bajo índice producible hidroeléctrico¹ del 20%**, cifra que no se registraba en este periodo del año desde principios de 2008, así como una baja producción hidráulica, fijada en el 4,9% de la producción total. Sin embargo, a diferencia de los meses anteriores, abril resultó más húmedo de lo normal en la mayor parte de España, con una precipitación media a nivel nacional del orden de 85 mm., valor que supera ampliamente el

¹ Índice producible hidroeléctrico: Cantidad máxima de energía eléctrica que teóricamente se podría producir, considerando las aportaciones hidráulicas registradas durante un determinado periodo de tiempo y una vez deducidas las detracciones de agua realizadas para riego o para otros usos distintos de la producción de energía eléctrica, con respecto a la cantidad media histórica registrada en ese mismo periodo.

valor normal para este mes, lo cual permitió un incremento del índice producible hidroeléctrico hasta el 46% y un aumento de la producción hidráulica mensual hasta representar el 6.3% del mix.

Gráfico 2 - Evolución mensual de la producción por tecnologías (P48).



Otro hecho a destacar fue la **baja participación de los ciclos combinados**, que representó el 13% y 10% de la producción total mensual respectivamente, cifras que no se registraban desde el mes de febrero de 2004 (cuando la capacidad instalada era de 8.000 MW). Cabe resaltar la **elevada indisponibilidad** registrada por los mismos desde el día 1 de marzo, muy superior a la del año pasado, con una media mensual para ese mes cercana al 23%.

Gráfico 3 - Evolución diaria de la indisponibilidad del equipo térmico.

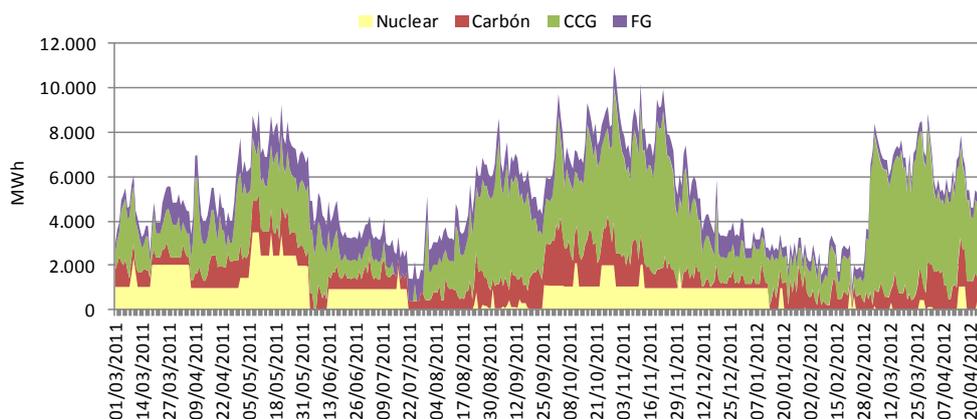
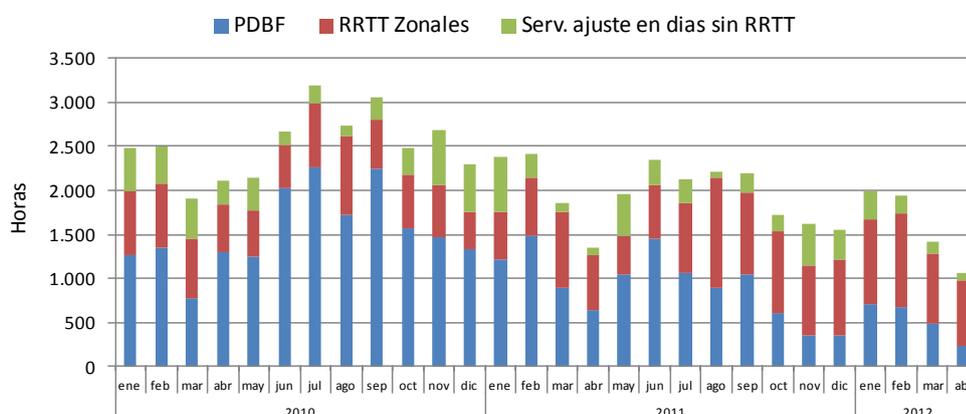


Gráfico 5 - Evolución mensual de las horas de funcionamiento de ciclos combinados.



Si se analiza la **evolución de los ingresos de los ciclos combinados** durante los últimos años, se pueden extraer las siguientes conclusiones:

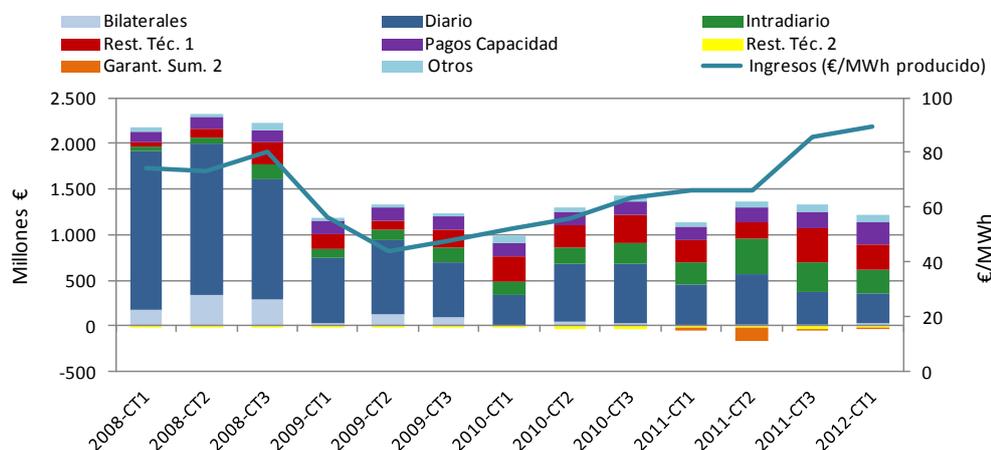
Se han reducido sustancialmente los contratos bilaterales asociados a estas centrales de generación.

Se ha producido un **cambio en la estructura de ingresos**, reduciéndose notablemente los ingresos provenientes de PDBF, viéndose compensados por el incremento de las restricciones técnicas y de una mayor participación en los mercados intradiarios.

El volumen total de ingresos del conjunto de ciclos instalados ha permanecido prácticamente constante durante los últimos 3 años, si bien es notablemente inferior al registrado el año 2008.

Los ingresos por MWh producido, tras descender en 2009 frente a 2008, año en el que el precio del mercado diario resultó significativamente superior, **se han ido incrementando paulatinamente en los últimos años**, en la medida en que los ciclos mantienen una reducida participación en el mercado diario, e incrementaban su participación en segmentos del mercado retribuidos a un mayor precio (restricciones técnicas principalmente).

Gráfico 6 - Evolución cuatrimestral del volumen total de ingresos del conjunto de ciclos combinados (contratos bilaterales valorados a precio del MD) frente a ingresos por MWh producido.



Para el mes de marzo, la reducción del hueco térmico derivó igualmente en un descenso de la participación de la tecnología del carbón de más de dos puntos respecto al mes anterior, situándose en el 19,3%. De esta forma, **se vieron reducidas las horas equivalentes de funcionamiento de las centrales de carbón, tanto de importación (4.550 horas equivalentes) como las programables por garantía de suministro (5.000 horas equivalentes)**. Para estas últimas, la cantidad de energía despachada en el mercado diario no superó el 50% de la total, viéndose así reducidos en la fase de reajuste los ciclos y las centrales de carbón de importación. Todo ello convirtió a la tecnología nuclear en la primera en volumen de energía generada con un 23,5% del mix de generación.

En el mes de abril, la reducción del hueco térmico fue todavía más acusada, debido a una elevada generación eólica que llegó a cubrir el 24,4% del total de la demanda. De esta forma, **la participación de la tecnología del carbón descendió notablemente hasta el 11,6%, reduciéndose aún más las horas de funcionamiento equivalentes de las centrales de carbón de importación (3.500 horas equivalentes) y las programables por garantía de suministro (2.000 horas)**.

El pasado 19 de abril se registraron nuevos máximos de generación eólica: 334.850 MWh de energía diaria, 16.455 MWh de energía horaria de 17 a 18 h y 16.636 MW de potencia instantánea a las 16:41h. También se registraron máximos de cobertura de la demanda: el día 19 de abril, **el 61,06% de la demanda fue cubierto con la tecnología eólica** (a la 1:37h), superando el anterior máximo, que se había registrado el pasado 16 de abril (un 60,4% a las 3:48h).

Cuadro 1 - Generación mensual por tecnología en P48 en zona española.

Años	FECHA	Nuclear	Carbón	Ciclo combinado	Hidráulica	RE eólico	RE hidráulico	RE solar	RE térmico	Bombeo turb	Importación
2010		21,3%	7,9%	22,7%	12,9%	15,5%	2,4%	2,6%	12,4%	0,9%	1,3%
2011	ene	18,9%	8,2%	20,2%	18,2%	15,4%	2,6%	1,5%	12,6%	1,0%	1,4%
	feb	19,2%	11,0%	20,9%	11,5%	17,5%	2,2%	2,4%	13,2%	0,7%	1,4%
	mar	18,2%	12,2%	16,4%	13,8%	18,1%	2,6%	2,6%	13,7%	0,9%	1,6%
	abr	21,3%	11,4%	13,3%	14,3%	15,9%	2,8%	4,0%	14,9%	0,9%	1,2%
	may	16,8%	13,5%	19,3%	10,8%	15,7%	2,2%	4,3%	14,4%	0,5%	2,5%
	jun	21,3%	12,3%	21,9%	7,5%	13,7%	1,8%	4,9%	13,5%	0,4%	2,7%
	jul	20,7%	18,0%	19,3%	5,5%	13,9%	1,6%	5,1%	12,8%	0,4%	2,7%
	ago	23,3%	18,0%	20,7%	5,2%	11,3%	1,3%	4,8%	11,4%	0,5%	3,4%
	sep	22,2%	20,9%	20,1%	4,4%	10,3%	1,0%	4,6%	13,5%	0,6%	2,5%
	oct	20,5%	19,6%	16,8%	5,0%	15,1%	0,8%	3,9%	14,4%	0,9%	3,0%
	nov	20,7%	17,7%	15,2%	8,2%	17,3%	1,8%	2,2%	14,4%	0,9%	1,5%
	dic	20,7%	16,2%	14,1%	7,8%	18,9%	1,9%	2,3%	13,9%	1,0%	3,2%
2012	ene	20,8%	20,9%	17,0%	5,5%	13,7%	1,3%	2,5%	13,6%	1,1%	3,6%
	feb	20,7%	21,5%	15,6%	3,9%	18,8%	1,3%	3,4%	12,9%	0,8%	1,1%
	mar	23,5%	19,3%	13,0%	4,9%	15,6%	1,3%	4,4%	14,4%	0,6%	2,9%
	abr	23,9%	11,6%	10,0%	6,3%	24,4%	2,1%	4,1%	14,8%	0,8%	2,0%

En la siguiente tabla se muestra la evolución mensual del reparto de la generación en P48 por grupo empresarial.

Cuadro 2 - Generación mensual por empresa en P48 en zona española.

Años	FECHA	END	IB	GN-UF	HC	EON	Otros
2010		19,8%	25,1%	13,6%	6,0%	4,5%	30,9%
2011	ene	20,9%	25,5%	13,7%	5,5%	4,3%	30,1%
	feb	21,8%	22,2%	14,8%	5,9%	4,0%	31,2%
	mar	25,3%	23,3%	12,6%	6,0%	3,7%	29,1%
	abr	26,4%	24,0%	11,0%	5,4%	2,1%	31,1%
	may	24,5%	22,9%	13,2%	4,9%	2,7%	31,9%
	jun	22,1%	20,3%	15,2%	5,4%	4,4%	32,7%
	jul	29,0%	18,5%	12,9%	5,0%	4,4%	30,2%
	ago	26,2%	19,0%	13,7%	6,0%	6,3%	28,9%
	sep	26,1%	19,2%	14,0%	6,6%	4,7%	29,5%
	oct	28,9%	17,2%	14,4%	6,6%	3,5%	29,4%
	nov	25,3%	20,4%	13,9%	5,9%	4,2%	30,3%
	dic	21,2%	22,1%	13,4%	5,9%	5,1%	32,2%
2012	ene	26,6%	18,7%	14,9%	5,9%	5,0%	29,0%
	feb	25,6%	18,4%	14,2%	6,5%	4,1%	31,3%
	mar	27,7%	18,9%	12,7%	5,8%	3,6%	31,3%
	abr	24,3%	20,3%	10,7%	6,4%	2,6%	35,6%

3. Mercado

3.1. Componentes del precio final del mercado de producción

En términos unitarios, los distintos componentes del **precio horario final** del mercado se reflejan en la siguiente tabla.

Cuadro 3 – Evolución del precio horario final demanda nacional (distribuidores/comercializadores de último recurso + comercializadores en mercado libre + consumidores directos a mercado libre).

Año	Energía final MWh	Mercado diario €/MWh	Mercado intradiario €/MWh	Restricciones €/MWh	Procesos OS €/MWh	Garantía potencia Pagos capacidad €/MWh	Total €/MWh
2007	256.414.187	41,1	0,00	1,3	0,9	3,9	47,3
2008	263.404.753	65,9	0,00	1,7	1,0	1,1	69,7
2009	252.617.641	38,1	-0,02	1,8	0,9	1,9	42,6
2010	258.735.248	38,4	-0,02	2,6	1,2	3,1	45,3
2011							
Enero	23.533.332	42,9	-0,05	2,3	1,2	7,1	53,4
Febrero	21.340.101	48,9	-0,03	1,3	0,9	7,0	58,0
Marzo	22.617.800	47,5	-0,05	1,8	1,0	5,7	55,9
Abril	19.103.449	46,2	-0,01	1,4	1,0	5,4	53,9
Mayo	20.099.458	49,5	-0,04	1,0	0,8	5,4	56,6
Junio	20.619.606	50,6	-0,05	1,0	0,8	6,4	58,7
Julio	21.753.435	51,4	-0,05	1,5	0,8	7,1	60,8
Agosto	21.406.002	54,1	-0,08	2,0	1,0	4,8	61,8
Septiembre	20.869.223	59,5	-0,06	2,1	1,3	5,6	68,3
Octubre	20.079.186	58,8	-0,03	2,9	1,9	5,4	69,0
Noviembre	20.510.186	50,1	-0,11	4,1	1,6	5,6	61,3
Diciembre	21.721.792	51,5	-0,15	3,7	1,3	7,0	63,3
2012							
Enero	22.994.837	52,8	0,00	2,3	1,3	7,1	63,5
Febrero	22.835.290	55,1	-0,04	2,1	1,6	7,1	65,9
Marzo	21.250.596	48,9	-0,05	2,7	1,9	5,6	59,0
Abril	19.356.582	42,1	-0,03	3,2	2,4	5,4	53,2

En el mes de marzo de 2012 **el precio horario final se redujo tras tres meses consecutivos de incrementos** debido, fundamentalmente, al descenso del precio del mercado diario en un 11% respecto al mes anterior. Pasados los meses de invierno, considerados como periodo punta, la reducción de los pagos por capacidad también colaboró en el descenso del precio final. **En el mes de abril, el precio prosiguió su descenso hasta los 42 €/MWh** ayudado por la alta producción eólica de ese mes.

Los precios punta alcanzados durante ambos meses se encontraron en torno a los 70 €/MWh. El máximo del periodo se alcanzó el lunes 5 a la hora 20 con un precio de 73,25 €/MWh. Estos máximos fueron causados por una baja generación de régimen especial cubierta por ofertas elevadas de ciclos combinados, centrales hidráulicas y de bombeo.

Se registraron horas de precios cero en los días 15, 16, 19 y 25 de abril, en horas de baja demanda y elevada eolicidad. Cabe destacar especialmente el domingo 15 de abril, cuando el precio medio aritmético de la zona española descendió hasta los 10,99 €/MWh, el precio más bajo desde abril de 2010, resultando 16 horas con precios inferiores o iguales a 3 €/MWh.

SUPERVISIÓN MERCADO ELÉCTRICO

Este descenso de precios viene originado por la reducción del hueco térmico derivada del alto porcentaje de la demanda cubierto por la generación eólica, lo que conlleva una disminución de la participación de las tecnologías marginales (ciclos combinados / carbón) en el programa final.

En estos periodos de alta eolicidad, se produce habitualmente una reducción del precio del mercado diario junto con una necesidad de mayor programación de servicios de ajuste que garanticen la seguridad del sistema, registrándose por tanto, un mayor sobrecoste de estos últimos. No obstante, tal y como puede apreciarse en la tabla siguiente que compara diversos periodos cercanos en el tiempo con similar demanda energética y diferentes porcentajes de producción eólica, el **precio final de la energía pagado por el consumidor es sensiblemente inferior en aquellos periodos en los que la producción eólica es elevada, aun cuando se precisa una elevada programación de servicios de ajuste.**

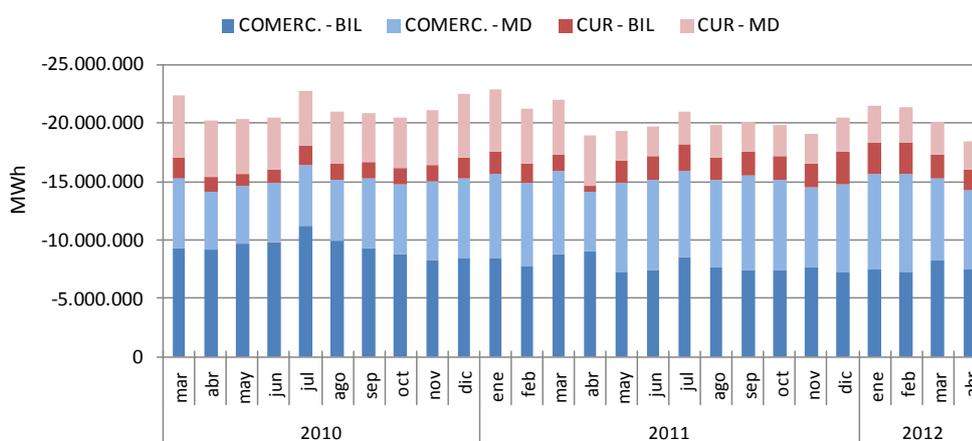
Cuadro 4 - Precio horario final demanda nacional (distribuidores/comercializadores de último recurso + comercializadores en mercado libre + consumidores directos a mercado libre).

Día	Energía final MWh	Mercado diario €/MWh	Mercado intradiario €/MWh	Restricciones €/MWh	Procesos OS €/MWh	Garantía potencia Pagos capacidad €/MWh	Total €/MWh	% RE eólico en P48
12/01/12 Jueves	811.653,132	57,15	0,18	1,72	1,00	7,82	67,87	5,25%
13/01/12 Viernes	805.772,357	58,73	0,10	1,77	1,43	7,78	69,81	3,45%
14/01/12 Sábado	721.231,920	56,57	-0,05	1,88	0,99	5,04	64,42	10,27%
15/01/12 Domingo	675.534,381	57,74	-0,12	1,93	0,98	5,21	65,74	11,10%
16/01/12 Lunes	817.668,332	58,62	-0,09	2,50	1,20	7,97	70,20	10,10%
17/01/12 Martes	814.966,707	57,54	0,06	1,85	0,91	7,81	68,17	8,33%
18/01/12 Miércoles	808.888,699	59,88	0,03	1,44	0,79	7,80	69,93	4,61%
Total/Promedio	5.455.715,528	58,03	0,02	1,87	1,04	7,06	68,02	7,59%
02/02/12 Jueves	853.058,555	45,25	0,16	2,41	2,29	7,84	57,95	29,28%
03/02/12 Viernes	863.013,017	48,48	0,03	2,37	2,87	7,80	61,54	31,26%
04/02/12 Sábado	787.503,421	49,90	-0,05	1,57	2,18	5,01	58,61	31,20%
05/02/12 Domingo	733.080,402	47,65	0,01	2,35	2,09	5,15	57,26	31,46%
06/02/12 Lunes	833.053,984	53,82	0,01	1,68	1,55	7,91	64,97	27,99%
07/02/12 Martes	841.235,621	52,64	0,00	1,99	1,41	7,81	63,85	28,74%
08/02/12 Miércoles	862.449,750	56,01	-0,23	2,32	1,35	7,83	67,28	25,74%
Total/Promedio	5.773.394,750	50,54	-0,01	2,10	1,96	7,05	61,64	29,38%
12/03/12 Lunes	708.548,442	51,64	0,07	2,72	1,68	6,00	62,11	9,68%
13/03/12 Martes	719.846,338	54,16	-0,09	2,79	0,90	5,86	63,62	5,56%
14/03/12 Miércoles	713.265,847	52,72	-0,01	3,06	0,97	5,84	62,57	6,38%
15/03/12 Jueves	711.859,587	51,91	0,03	2,48	0,98	5,84	61,23	7,24%
16/03/12 Viernes	708.574,740	54,35	-0,28	2,11	1,34	5,80	63,32	9,83%
Total/Promedio	3.562.094,954	52,96	-0,06	2,63	1,17	5,87	62,57	7,74%
16/04/12 Lunes	691.337,516	43,15	-0,06	3,52	2,53	5,81	54,95	37,34%
17/04/12 Martes	711.339,284	50,49	-0,04	2,24	2,03	5,71	60,43	27,26%
18/04/12 Miércoles	719.452,098	34,36	-0,06	3,04	1,81	5,74	44,87	40,10%
19/04/12 Jueves	719.932,054	24,60	0,12	4,15	3,14	5,69	37,69	41,06%
20/04/12 Viernes	708.650,111	41,30	-0,14	2,93	2,42	5,66	52,18	33,82%
Total/Promedio	3.550.711,063	38,78	-0,04	3,18	2,39	5,72	50,02	35,92%

3.2. Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF)

Desde el punto de vista de las compras, **el porcentaje de suministro en mercado libre en el mes de marzo comenzó su repunte tras los meses de invierno**, situándose por encima del 77% en el mes de abril, cuatro puntos más que los dos primeros meses del año y superando los valores registrados el mismo mes de años anteriores (70,1% en 2010 y 74,7% en 2011).

Gráfico 7 - Evolución de las compras en PDBF (mercado diario + bilateral) en zona española.



La compras de energía de las comercializadoras de último recurso en el programa base de funcionamiento descendió en el conjunto de ambos meses un 17% respecto al mismo periodo del año anterior. De esta forma, se sigue confirmando la tendencia al alza del mercado libre en detrimento del regulado.

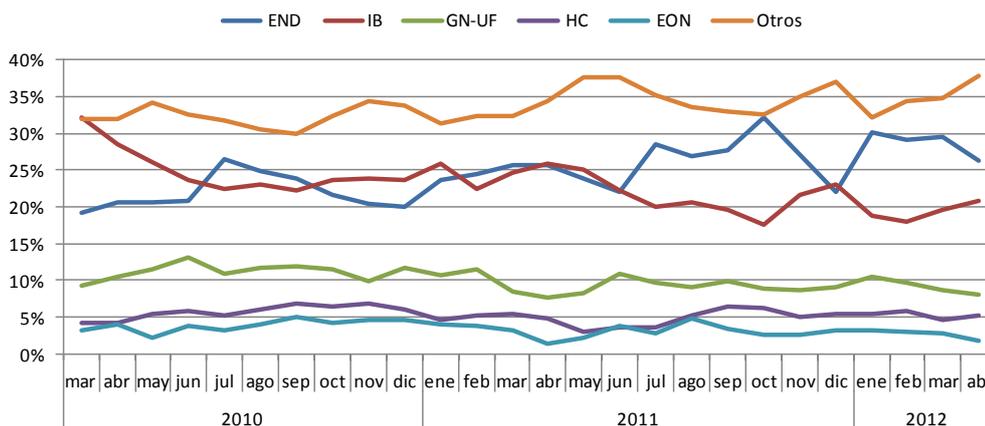
Como se comentó en el informe anterior, continúa el **aumento de la demanda de una comercializadora libre**, con incrementos superiores al 50% respecto del año anterior, siendo la única de las grandes comercializadoras que incrementa su demanda en PDBF, alcanzando una cuota en este segmento cercana al 2,5%. También se mantiene el crecimiento paulatino de las compras de los comercializadores independientes.

Cuadro 5 - Demanda mensual por empresa en PDBF (Mercado Diario + Bilateral) en zona española.

		Comercializador Libre						
Años	FECHA	END	IB	GN-UF	HC	EON	Otros	CUR
2010		24,5%	16,0%	11,4%	7,7%	1,2%	8,9%	30,3%
2011	ene	24,6%	17,0%	10,8%	6,9%	1,1%	8,1%	31,4%
	feb	24,5%	17,2%	11,0%	8,1%	1,3%	8,2%	29,7%
	mar	25,5%	17,9%	11,3%	7,5%	1,5%	9,0%	27,3%
	abr	26,3%	17,5%	11,3%	8,4%	1,5%	9,7%	25,3%
	may	28,3%	18,2%	11,1%	7,9%	1,5%	9,7%	23,4%
	jun	28,8%	18,5%	11,3%	7,9%	1,5%	9,2%	22,9%
	jul	28,2%	18,7%	11,3%	7,4%	1,5%	8,5%	24,4%
	ago	29,4%	18,5%	11,3%	6,7%	1,5%	8,8%	23,7%
	sep	29,0%	18,6%	11,4%	7,6%	1,5%	8,9%	23,0%
	oct	26,5%	19,0%	11,7%	8,0%	1,6%	9,3%	23,8%
	nov	27,2%	19,4%	11,4%	8,1%	1,7%	8,3%	23,9%
	dic	25,8%	19,7%	11,2%	6,9%	1,6%	6,8%	28,0%
2012	ene	25,1%	18,6%	10,9%	6,7%	1,9%	9,8%	27,0%
	feb	24,8%	19,0%	10,8%	6,8%	2,1%	9,6%	26,9%
	mar	26,5%	18,9%	11,4%	7,0%	2,5%	9,9%	23,8%
	abr	26,8%	18,7%	11,2%	7,5%	2,4%	10,5%	22,8%

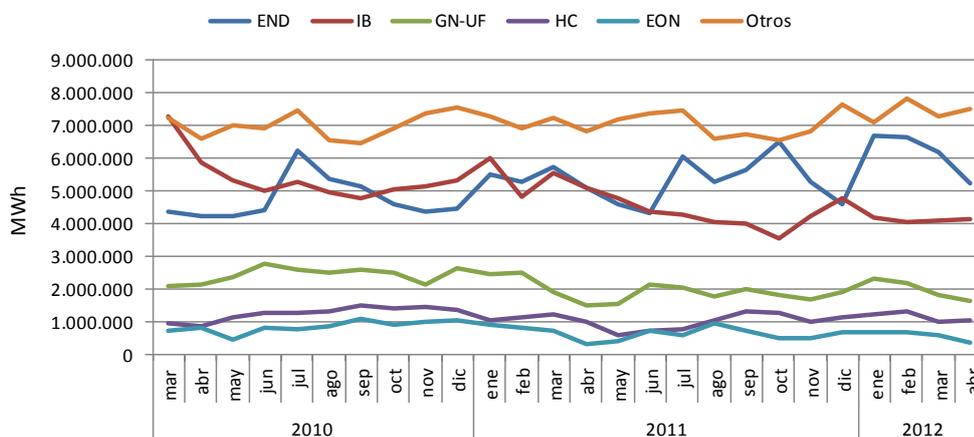
Desde el punto de vista de las ventas, tras un análisis de la concentración empresarial en el Programa Diario Base de Funcionamiento tras estos dos meses, cabe destacar el **incremento de cuota de Iberdrola y de los pequeños generadores**, impulsados por el repunte de las tecnologías renovables (eólica esencialmente), así como el descenso de Endesa y Gas Natural Fenosa, afectadas por la notable reducción de producción de sus plantas de carbón, tanto nacional como de importación, así como de sus centrales de ciclo combinado.

Gráfico 8 - Cuotas por empresa en PDBF (Mercado diario + bilateral) en zona de precio española (Generación).



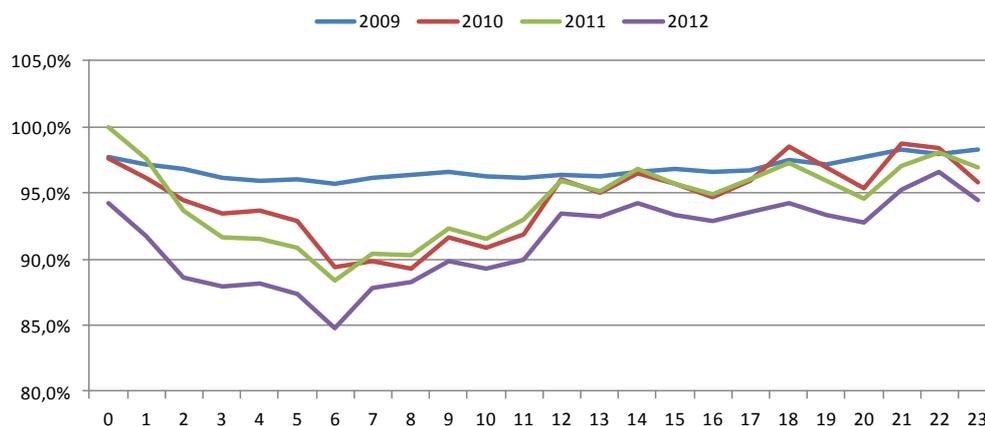
Este descenso de la cuota de Endesa es más evidente si se analizan los valores absolutos de generación de energía, como queda plasmado en el siguiente gráfico.

Gráfico 9 - Volumen de energía en PDBF (Mercado diario + bilateral) en zona de precio española (Generación).



Si se analiza la evolución en el acumulado anual (primer trimestre del año) del peso de la energía casada horariamente en el Programa Diario Base de Funcionamiento frente a la demanda final, se observa que cada año **el porcentaje de energía casada en PDBF disminuye en favor de otros segmentos**. Este salto ha sido significativamente mayor para el año 2012 (potenciado por la entrada en vigor del mecanismo de restricciones por garantía de suministro³). Mientras que para los años 2010 y 2011 el promedio horario era del 94,5% y 94,4% respectivamente, para el año 2012 descendió al 91,5%.

Gráfico 10 - Evolución del peso horario en días laborables del PDBF (Mercado diario + bilateral) frente al programa final. Acumulado anual (Enero - Marzo).

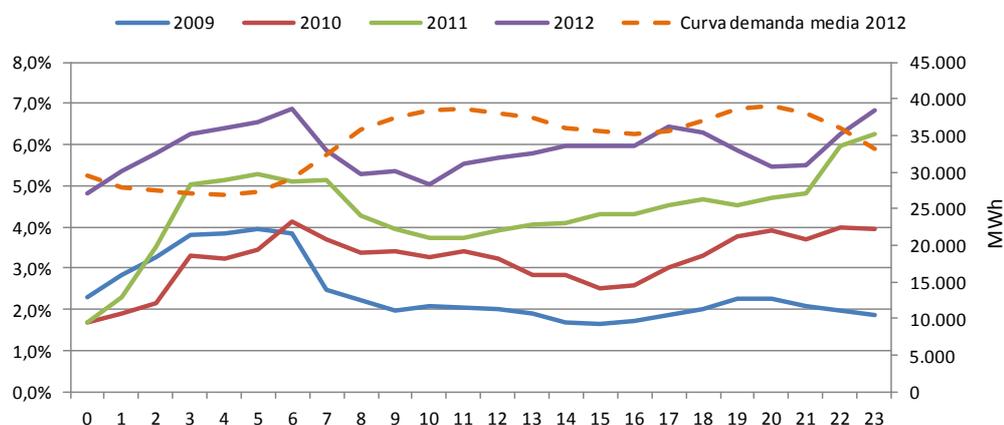


³ La entrada en vigor el mecanismo de resolución de restricciones por garantía de suministro (RGS) tuvo lugar el día 26 de febrero de 2011.

Esta situación motiva la necesidad de una mayor programación de restricciones técnicas zonales y la necesidad de una mayor programación de reserva, al resultar despachado un menor volumen de energía de centrales térmicas en el PDBF.

Buena parte de la energía anteriormente casada en el PDBF ha pasado a hacerlo en **el mercado intradiario, cuyo peso se ha multiplicado por tres en los últimos cuatro años**. El aumento de este mercado viene derivado del incremento de restricciones del sistema (incremento de la generación de origen renovable, desigual distribución de las plantas de generación, aparición del mecanismo RGS, etc...), el cual provoca que diferentes tecnologías acudan al mercado intradiario a completar su programa.

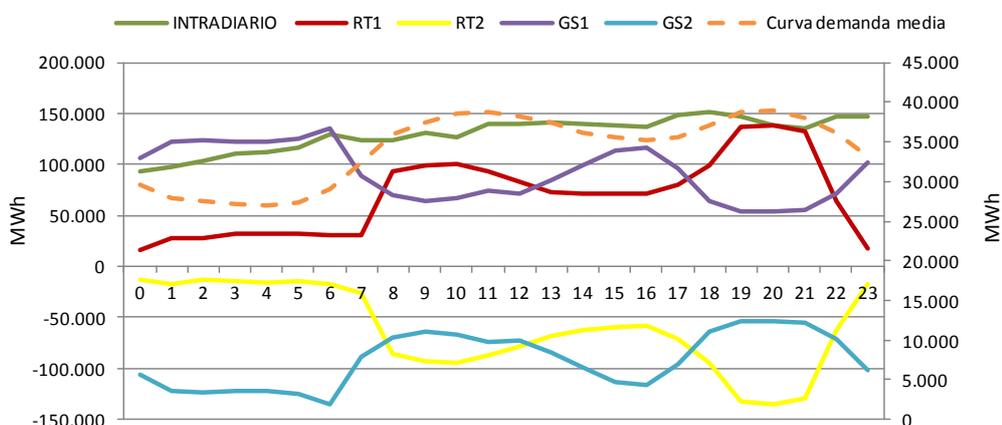
Gráfico 11 - Evolución del peso horario en días laborables del mercado intradiario frente al programa final y curva de demanda media. Acumulado anual (Enero – Marzo).



Pese a que la demanda es mayor en los periodos punta que en los valle, el incremento neto de generación en el mercado intradiario presenta volúmenes similares, debido a que las centrales que han resultado afectadas por la programación por restricciones técnicas y restricciones por garantía de suministro tienen la necesidad de completar programa en horas valle⁴. De este modo, el peso del incremento neto de generación intradiario con respecto al programa final presenta mayores valores en los periodos valle.

⁴ Las unidades que ven modificado su programa en el proceso de restricciones por garantía de suministro, lo ven reducido principalmente en las horas valle, por lo que después deben completar su programa en dichas horas en intradiarios. Las unidades programadas por restricciones en las horas punta intentan igualmente completar su programa en las horas valle desde una programación nula hasta la máxima carga posible.

Gráfico 12 - Evolución horaria del incremento neto de generación por segmento frente a la curva de demanda media en días laborables. Acumulado anual 2012 (Enero – Marzo).



3.3. Análisis de las ofertas

Diversos ciclos combinados continúan ofertando en el mercado diario a precios elevados, hecho ante el cual se está procediendo a la solicitud y análisis de las justificaciones económicas correspondientes planteadas por los agentes responsables.

3.4. Análisis de costes y precios del mercado diario

Tras el alza sufrida por **la referencia de corto plazo del NBP** causado por la ola de frío durante el mes de febrero, mes en el cual el precio alcanzó los 29,68 €/MWh, en el mes de marzo se apreció un descenso en el precio hasta los 26,54 €/MWh, aunque sin llegar a recuperar los valores del mes de enero de 24,73 €/MWh, para posteriormente volver a repuntar en abril hasta los 27,69 €/MWh, impulsado por la depreciación del euro frente a la libra esterlina.

La referencia de largo plazo continua su lento ascenso hasta los 32,86 €/MWh, sostenido por el aumento del precio del crudo y la debilidad del euro frente al dólar, contrastando así con el descenso continuado de la referencia Henry Hub de Estados Unidos, que si situó en 5,60 \$/MMBTU ayudado por el desarrollo de la extracción de gas no convencional, que ha permitido el incremento de la producción de gas natural del país en un 20% desde el año 2007 así como un descenso de sus importaciones netas del 50%, según datos de U.S. Energy Information Administration (EIA).

El precio de la referencia de carbón McCloskey continuó su tendencia bajista y se redujo hasta los 10,49 €/MWh.

Por su parte, **el precio de los derechos de emisión de CO₂**, presentó un moderado descenso en los meses de marzo y abril, para acabar situándose en 9,96 €/MWh, tras el alza del mes de

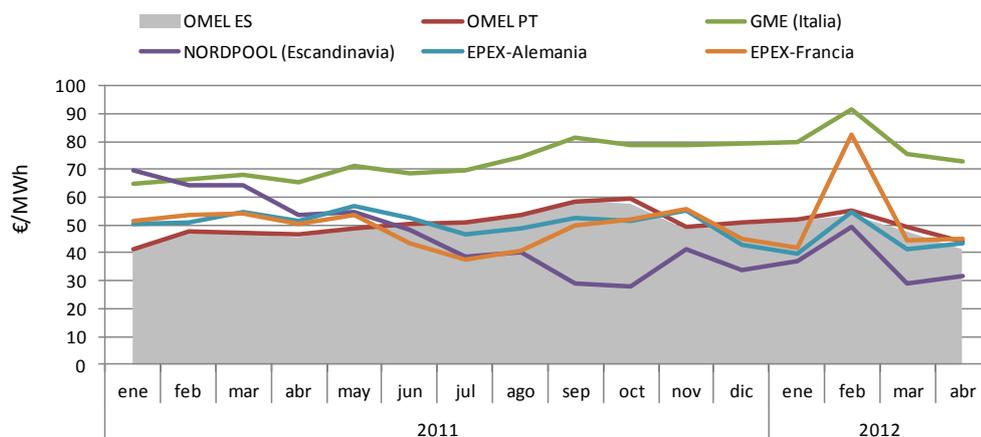
febrero (8,49 €/MWh).

El ingreso medio de la generación térmica en el mercado diario descendió en el mes de marzo hasta los 44,21 €/MWh. Se produjo un **notable descenso del porcentaje de la energía de las centrales RGS casada en PDBF** durante los meses de marzo (38%) y abril (23%), frente al mes anterior (68%), lo que multiplicó por cuatro el volumen de energía reducida a los ciclos combinados en la fase 2 de RGS durante el mes de marzo frente a febrero.

3.5. El MIBEL y otros mercados europeos

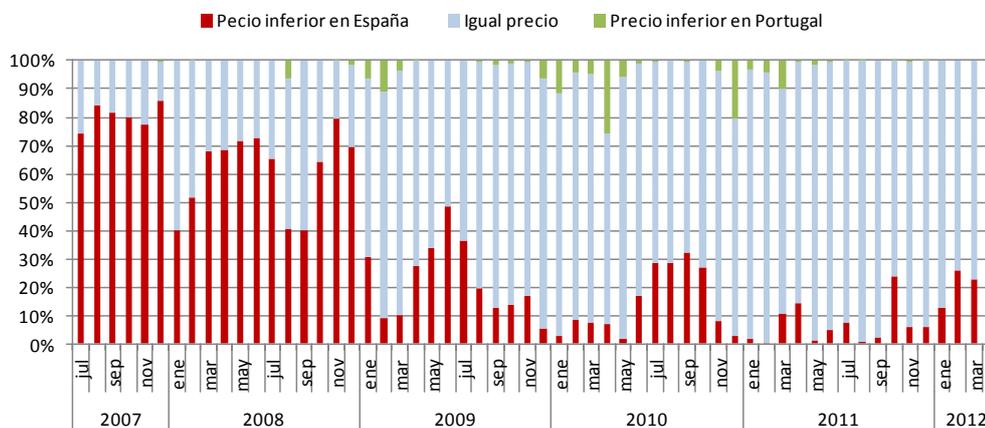
En el mes de marzo se registró una bajada generalizada de las referencias de los mercados europeos, en consonancia con el descenso de los costes estimados de generación, tras el alza presentada en febrero, principalmente en el centro y norte de Europa. En el mes de abril, el ligero ascenso de las referencias de Francia y Alemania en contraposición a la **tendencia bajista del mercado español motivada por la mayor penetración eólica**, situó el precio de la referencia española por debajo de la de ambos países.

Gráfico 13 - Comparativa de precios medios mensuales OMEL con el resto de mercados europeos.



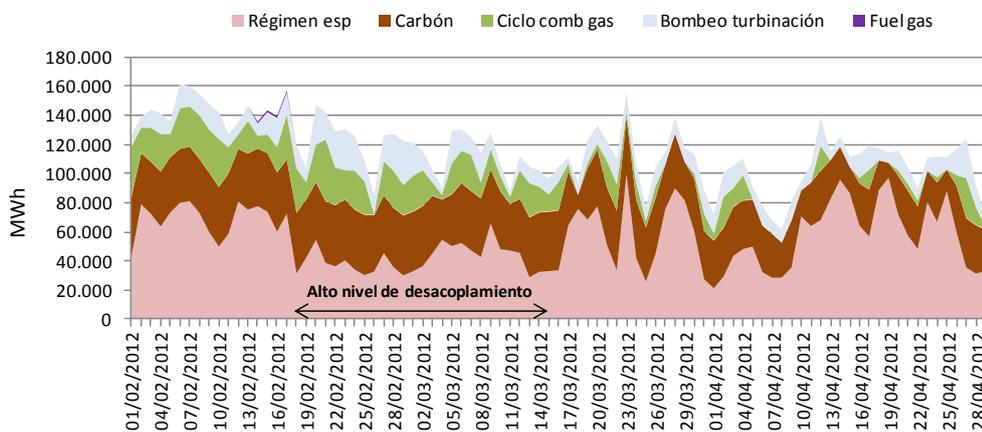
El **acoplamiento registrado en el MIBEL** el mes de marzo alcanzó el 77%, mientras que para el mes de abril se elevó hasta el 85%, aún por debajo del promedio de los doce meses previos, situado en el 90%. En el resto de las horas la interconexión estuvo congestionada siempre en el sentido España → Portugal, con un mayor precio en el sistema portugués.

Gráfico 14 - Separación de mercados: evolución mensual del porcentaje de horas con precio inferior, igual y superior en España y Portugal.



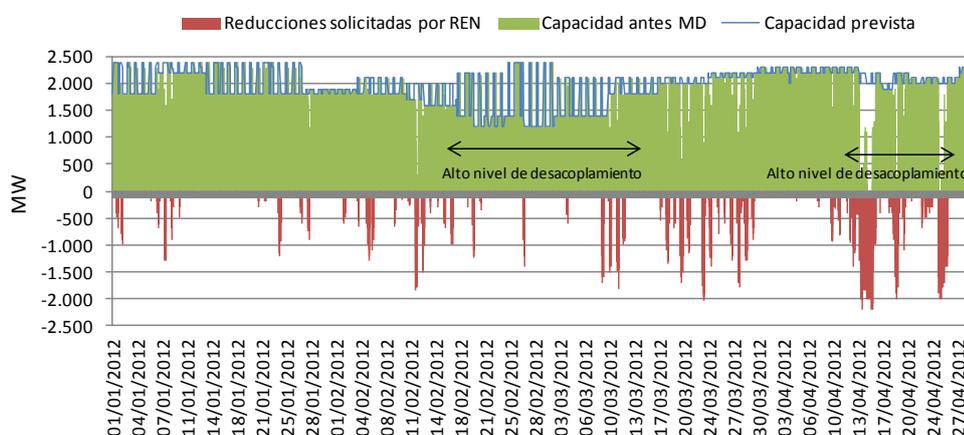
Los altos niveles de desacoplamiento registrados desde mediados de febrero se prolongaron hasta mediados de marzo, mes durante el cual hasta **en 8 días el acoplamiento del MIBEL fue igual o inferior al 50%**.

Gráfico 15 - Evolución del despacho en PDBF (mercado diario + bilateral) en zona portuguesa.



Como se comentó en el informe de Enero-Febrero, durante este periodo se observó una capacidad de interconexión reducida, así como una baja producción de las tecnologías hidráulica y eólica en Portugal, de tal forma que sus unidades hidráulicas ofertaron a precios elevados, al ser su coste de oportunidad el coste de tecnologías térmicas más caras. En abril, además destacan las reducciones de capacidad de la interconexión con Portugal, previas al mercado diario, para permitir la integración de su energía eólica, lo que afectó significativamente al nivel de acoplamiento, como se muestra en el gráfico siguiente. Si se calcula el acoplamiento del mes de abril, excluyendo las horas en las que existieron estas reducciones de capacidad, se alcanza un porcentaje del 96%.

Gráfico 16 - Evolución de la capacidad de interconexión España-Portugal.



En la frontera con Francia, durante el mes de marzo se registró un saldo neto importador, doblando el volumen de importaciones al de las exportaciones, siendo el precio medio del mercado diario francés 44,63€/MWh, inferior a los 47,56€/MWh del precio medio mensual registrado en el área española MIBEL. Sin embargo, **en abril los intercambios de energía alcanzaron niveles similares en ambos sentidos**, pese al precio inferior registrado en nuestro país.

Con respecto a Marruecos, se mantuvo el volumen de las exportaciones, mientras que las importaciones siguieron siendo nulas como resulta habitual.

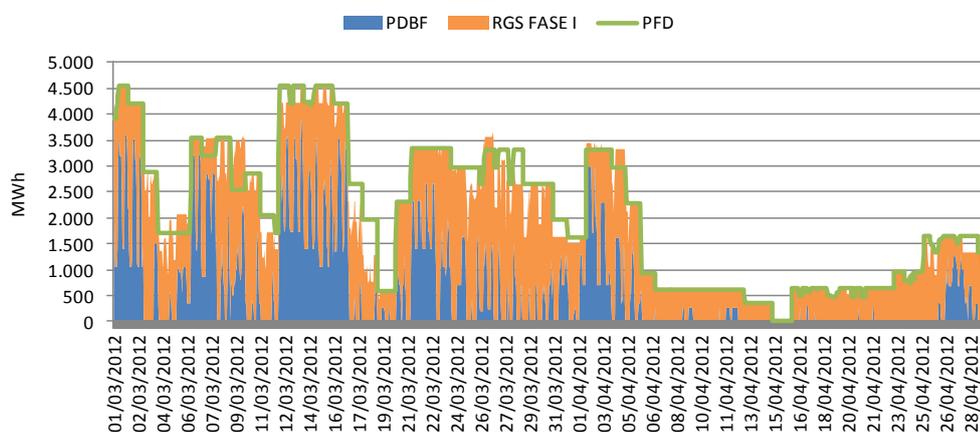
3.6. Restricciones por garantía de suministro

Durante el mes de marzo, la energía producida por las centrales programables por garantía de suministro supuso 1,888 TWh, siendo el 40% del Plan de Funcionamiento Diario programado en PDBF, mientras que, para el mes de abril, esta cantidad se redujo hasta 0,778 TWh, disminuyendo la energía programada en PDBF hasta el 22%. La disminución del hueco térmico respecto a meses anteriores provocó la disminución del peso de estas centrales en el PDBF, incrementando el porcentaje de energía casada en el proceso de restricciones por garantía de suministro (RGS 1) hasta niveles cercanos al 80% en abril.

Durante el primer trimestre del año, el total de la energía producida por las centrales RGS ascendió a 6,552 TWh, siendo el máximo planificado para ese periodo de 6,674 TWh, **alcanzando así el 98% del total previsto**. Esta cantidad producida supone el 26,5% del volumen máximo de producción establecido para 2012 por RGdS (24.721 GWh).⁵

⁵ Según se establece en la Resolución de 30 de diciembre de 2011, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se fijan las cantidades de carbón, el volumen máximo de producción y los precios de retribución de la energía, para el año 2012 a aplicar en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro.

Gráfico 17 - Programación en PDBF y en RGS de las centrales adscritas al RD 134/2010 con respecto al plan de funcionamiento diario. Marzo y Abril 2012.



Conforme al Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se trasponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes y los ingresos de los sectores eléctrico y gasista, el volumen máximo previsto para el año 2012 anteriormente citado se reducirá en un 10%.

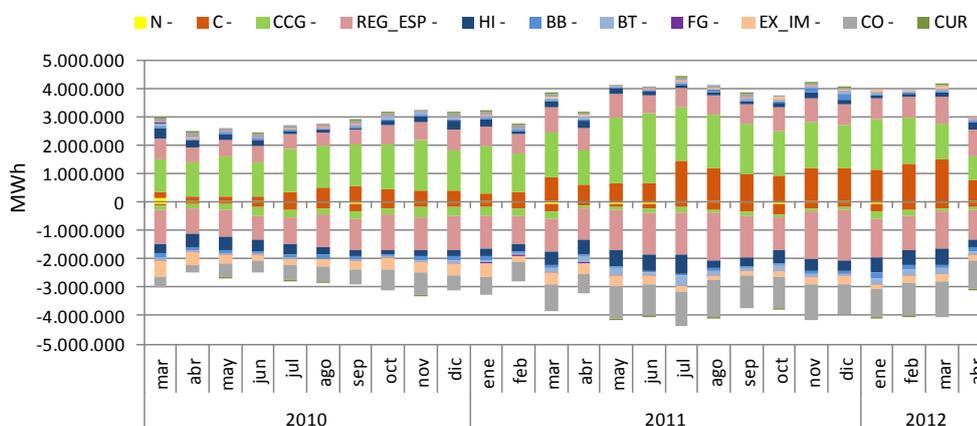
El coste del proceso de resolución de restricciones por Garantía de Suministro durante el primer cuatrimestre de 2012 fue igual a 140 M€.

3.7. Mercado intradiario

El precio medio ponderado en el mercado intradiario fue de 48,32 €/MWh para el mes de marzo y de 42,49 €/MWh para abril, mientras que el precio medio ponderado del mercado diario fue de 48,72 €/MWh y 41,06 €/MWh respectivamente. De esta forma, el precio medio ponderado del mercado intradiario en el mes de abril fue inferior al del diario, lo cual no ocurría desde el mismo mes del pasado año.

El volumen de energía negociada en los meses de marzo y abril en el mercado intradiario vino a ser un 12,5% y un 10,5% respectivamente del total de la energía negociada, lo que supuso un 16,5% y un 13% con respecto al PDBF respectivo.

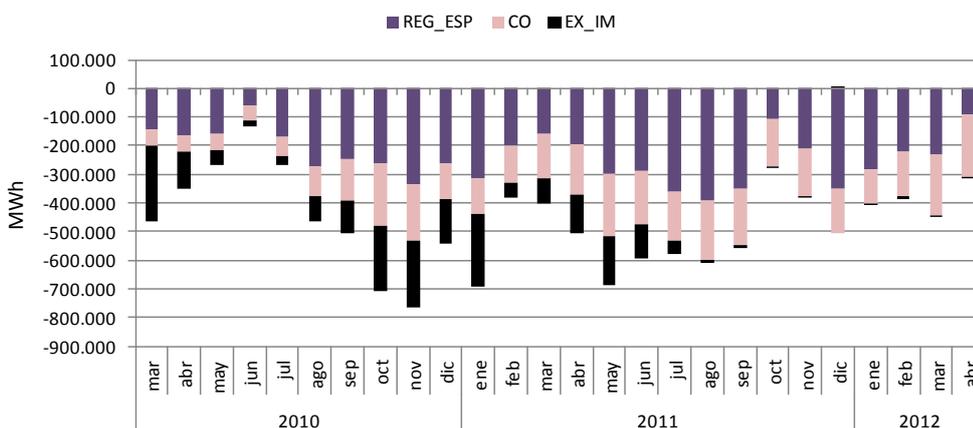
Gráfico 18 - Evolución mensual de las compras y ventas en intradiario por tecnología.



Como ya se expuso en el anterior informe Enero-Febrero, continúa el arbitraje llevado a cabo entre el mercado diario y el intradiario y la fase 2 de restricciones técnicas, especialmente por parte de comercializadoras, unidades de importación y exportación de Francia⁶, de régimen especial y de bombeo e hidráulicas.

En cuanto a la evolución del comportamiento de las pequeñas comercializadoras, durante los meses de marzo y abril, se registró un **incremento del peso de la energía adquirida en los mercados intradiarios** frente a PDBF respecto a los dos meses anteriores.

Gráfico 19 - Participación de la comercializadora A en mercado intradiario.



⁶ Este arbitraje entre el mercado diario y la fase dos de restricciones ya no será posible con la entrada en vigor de la Disposición final primera incluida en la Propuesta de Orden por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de abril de 2012 las tarifas y primas de las instalaciones de régimen especial, ya que esta disposición no permite a las unidades de importación participar en la fase 2 del proceso de restricciones técnicas, y que está prevista para cuando se cambie el cierre del mercado diario a las 12:00h.

Como se comentó en el informe Enero-Febrero, una **comercializadora libre continúa adquiriendo parte de su energía en el mercado intradiario**, haciendo oferta espejo a sus ciclos y carbones, para así completar su programa PDBF en este mercado.

3.8. Servicios de Ajuste del Sistema

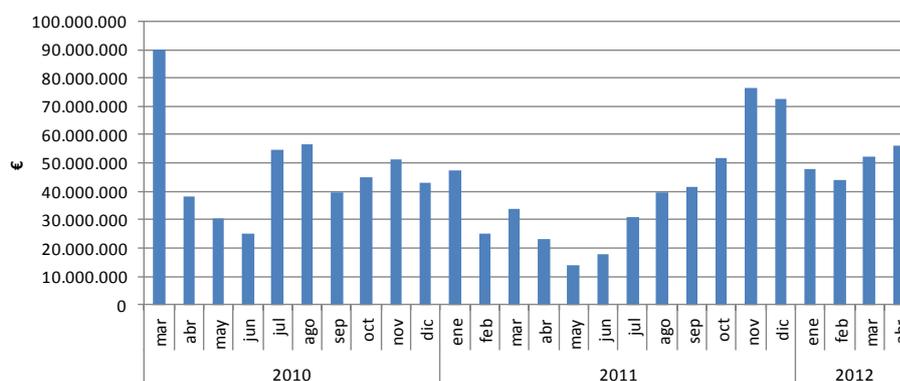
El **precio medio de la banda secundaria continuó su ascenso** hasta alcanzar los 40,77 €/MW en el mes de abril, superando ampliamente los elevados valores alcanzados en octubre de 2011. No se habían registrado valores similares desde el mes de febrero de 2006. Cabe destacar los máximos alcanzados el domingo 18 de marzo a las horas 10 (155,24 €/MW) y 4 (148,2 €/MW), así como el domingo 15 de abril a la hora 10 (180 €/MW), cuando el reducido número de grupos térmicos acoplados dio lugar a la entrada de elevadas ofertas de los mismos, así como de grupos hidráulicos y de bombeo.

Durante el mes de marzo **se mantuvo un equilibrio entre la energía a bajar y la energía a subir en gestión de desvíos y terciaria**, mientras que para abril la energía a subir resultó superior, al ser la demanda final en P48 superior a la programada tras las sesiones de los mercados intradiarios.

El ingreso medio ponderado mensual que se registró en la **Fase 1 del proceso de restricciones técnicas a subir del PDBF** se redujo en marzo (115,26 €/MWh) con respecto a febrero (123,03 €/MWh) para incrementarse ligeramente en abril (119,38 €/MWh). El porcentaje de energía dedicado a la solución de restricciones técnicas en la red de distribución (RTD) se duplicó en marzo y abril (16%) frente a los dos meses anteriores (8%), mientras que se redujo a la mitad el peso de la reserva de potencia a subir (RSI), pasando del 20% al 10% aproximadamente. El precio de RSI se mantuvo constante en marzo (130 €/MWh) pero sufrió un notable incremento en el mes de abril (160 €/MWh). La totalidad de la energía empleada en la solución de RTD fue dedicada a las restricciones técnicas en la red de distribución de HC en Asturias. Este aumento del volumen de las RTD unido a su menor precio medio frente a las RTT y RSI explica la disminución del ingreso medio ponderado mensual.

La **energía que fue necesario programar a bajar en la Fase I** del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF fue de 8.610 MWh, correspondió en su totalidad a la RTD y estuvo localizada en la zona de Andalucía oriental.

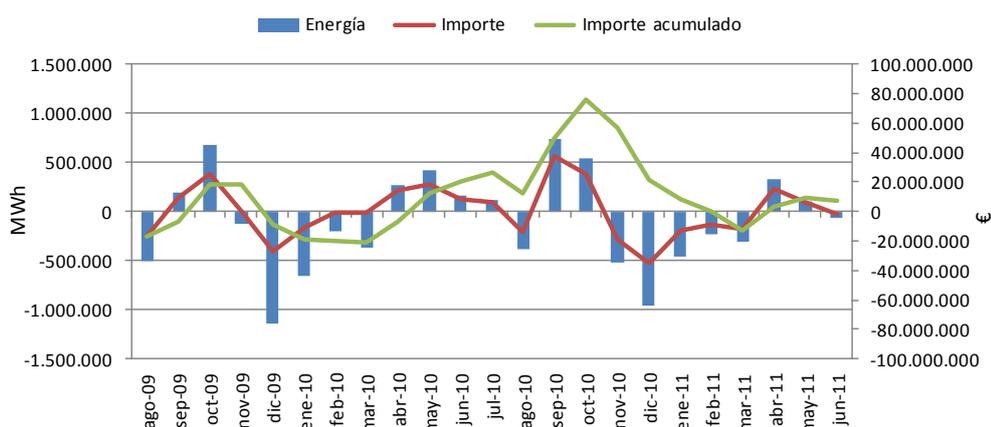
Gráfico 20 - Coste mensual de restricciones técnicas al programa base de funcionamiento (fase 1 y 2).



La energía programada por restricciones en tiempo real a subir se incrementó en el mes de marzo frente a febrero para mantenerse constante en abril, mientras que la energía a bajar permaneció constante en marzo para incrementarse notablemente al mes siguiente.

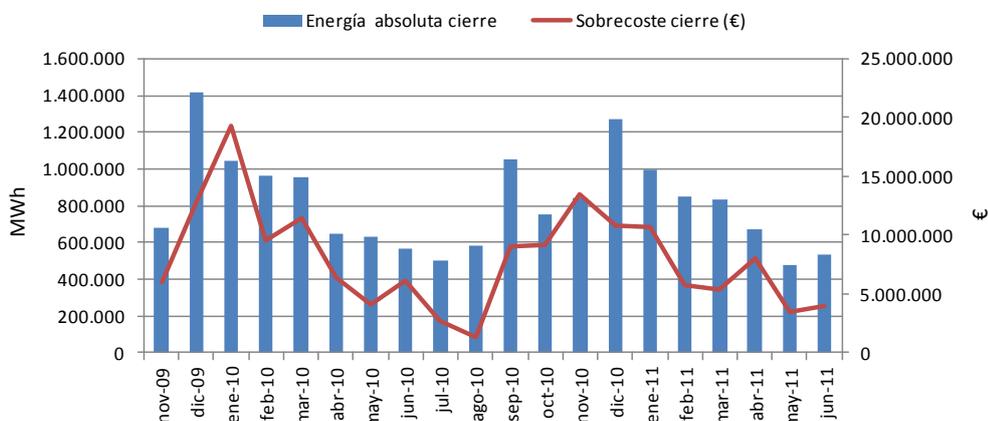
En cuanto al segmento de cierre del sistema, se muestra a continuación la evolución de los meses con cierre de medidas. Cabe decir que el sentido neto de la energía mensual es dispar, con mayor tendencia a valores negativos en los meses de noviembre a marzo y mes de agosto y una mayor tendencia a valores positivos en abril, mayo y octubre. Su valor se debe interpretar como un mayor (energía negativa) o menor (energía positiva) consumo real en barras de central con respecto a las medidas en contadores, perfiladas e incrementadas con los coeficientes de pérdidas estándar. La repercusión de su valoración a precio de mercado diario sobre los costes regulados del sistema oscila en una banda de ± 40 M€ al mes, mientras que el valor acumulado desde la desaparición del distribuidor como suministrador presenta una evolución dispar, mostrando un valor de +7 M€ en junio de 2011. Este es un importe transferido del mercado de energía a los costes regulados del sistema.

Gráfico 21 - Repercusión mensual y acumulada del segmento de cierre de mercado valorado a precio de mercado diario sobre el sistema de costes regulados.



En cuanto al sobrecoste del cierre, entendido como el sobrecoste con respecto al precio del mercado diario que presentan los servicios de ajuste necesarios para equilibrar la energía del cierre, supone un importe mensual estimado que oscila en el entorno de 1,5 a 20 M€, lo que suma un total de unos 100 M€ al año por este concepto que se repercute entre la demanda en función de sus desvíos.

Gráfico 22 - Estimación del sobrecoste mensual que supone el segmento de cierre

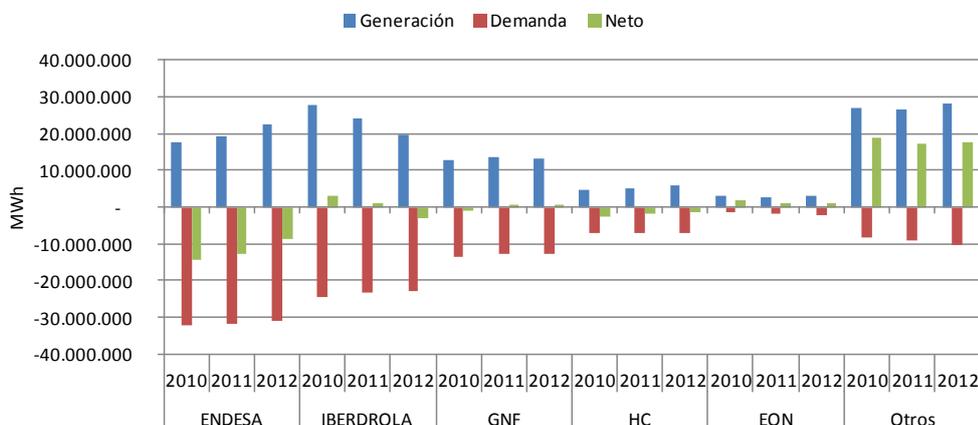


Cabe destacar al respecto, las medidas para reducir el volumen del segmento de cierre, propuestas por la CNE y sobre las que se hace referencia en el *Informe sobre el sector energético español, parte III: medidas sobre los mercados mayoristas de electricidad*.

4. Balance empresarial final

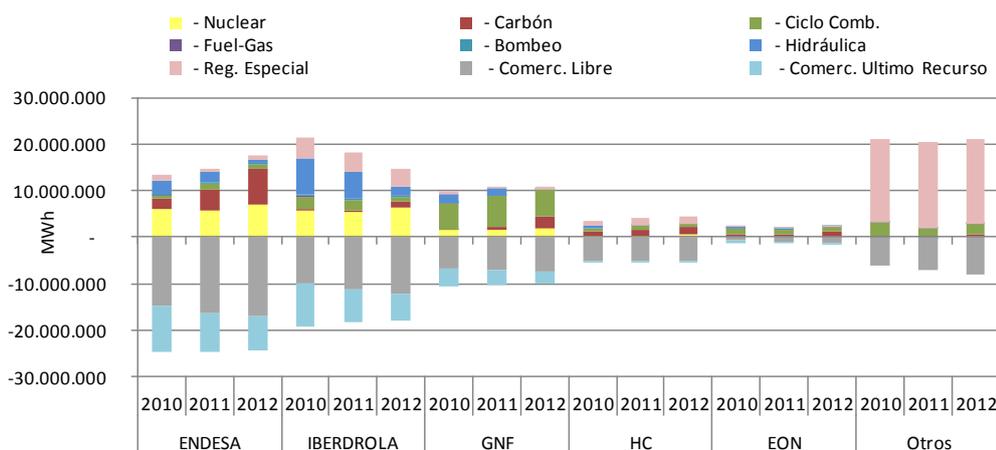
En un análisis a largo plazo, comparando los acumulados anuales desde 2010 hasta la actualidad, se aprecia una continuación de la **tendencia al alza en la generación de Endesa**, impulsada por el funcionamiento de sus centrales de carbón los primeros meses del año, al mismo tiempo que **se reduce la de Iberdrola**, debido principalmente a la reducida programación de sus centrales hidráulicas y de ciclo combinado. La menor variación de sus respectivas demandas ha provocado un notable descenso del neto negativo de Endesa, mientras que Iberdrola lo ha aumentado, pasando a ser deficitaria de energía.

Gráfico 23 - Saldo neto de energía por agente. Acumulado anual (Enero-Abril).



Por su parte, **Gas Natural Fenosa y HC** ven compensada la reducción de programación de sus ciclos combinados por el aumento de sus plantas de carbón, **evolucionando en sentido positivo su saldo neto de generación energética desde 2010.**

Gráfico 24 - Saldo de energía por agente y tecnología. Acumulado anual (Enero-Abril).



5. Otros

El día 22 de marzo se convocó una **huelga general en Portugal**, ante lo cual OMIE, REN y REE acordaron un procedimiento a seguir (secuencia de los mercados e intercambios de información), permitiendo que parte del personal de REN pudiera seguir la huelga sin afectar al sistema español.

Como consecuencia de la **huelga general convocada en España** el pasado día 29 de marzo, la generación bruta en el Programa Diario Base de Funcionamiento se redujo un 7% con respecto al día anterior y el precio medio en el mercado diario cayó 6,45 €/MWh, hasta los 38,69 €/MWh, el valor más bajo que se registraba desde noviembre del pasado año.

Ante la incertidumbre sobre el efecto que la huelga podría tener sobre la demanda, el OS analizó las reservas de potencia tanto a subir como a bajar, con el objeto de verificar que fueran suficientes para hacer frente a los valores extremos de demanda que pudieran estar asociados a hipótesis contrapuestas de bajo ó alto seguimiento de la huelga respectivamente. Esto provocó la programación de un elevado volumen de energía por restricciones técnicas. Finalmente, la demanda final de dicho día se redujo un 14,8% respecto al anterior.

6. Avance Mayo 2012

A finales de mayo se ha observado un aplanamiento de los precios del mercado diario en la banda situada entre los 50-55 €/MWh, situación que suele producirse cuando tiene lugar un incremento del plan de funcionamiento diario de las plantas de carbón adscritas al mecanismo de restricciones de garantía de suministro con coste variable situado en esa horquilla de precio, en días con un hueco térmico relativamente moderado, que no da lugar a la entrada de otras tecnologías de mayor precio. Adicionalmente, en este periodo la estrategia en las ofertas de la mayor parte de las centrales de carbón autóctono ha contribuido a un mayor aplanamiento de la curva de precios.

Cuando se incrementa el hueco térmico existente y resulta despachado un elevado volumen de carbón de garantía de suministro en el mercado diario, incluidas las centrales más caras, el marginal supera la horquilla de precios indicada, tiene lugar la entrada de otras tecnologías (ciclos combinado y centrales hidráulicas principalmente) y los precios ya no resultan aplanados.

Gráfico 25 – Hueco térmico frente a plan de funcionamiento diario de las centrales RGS.

